

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
OPTIMIZACION DEL DESPACHO DE ENERGIA EN SISTEMA ELECTRICO DE
POTENCIA USANDO GAMS**

**AUTOR:
MARCO VINICIO LEDESMA GUAITARILLA**

**DIRECTOR:
SANTIAGO RAÚL ESPINOSA GUALOTUÑA**

Quito, abril 2017

Marco Ledesma

OPTIMIZACION DEL DESPACHO DE ENERGIA EN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA USANDO GAMS

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2017

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto



Marco Vinicio Ledesma Guaitarilla (Y'1980-M'4). Se graduó de Tecnólogo Electromecánico en la Universidad “Escuela Politécnica Nacional”, Ecuador en 2004. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la optimización del despacho de Energía en sistemas Eléctricos de Potencia usando GAMS.

mledesma@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Santiago Raúl Espinosa Gualotuña (Y'1983-M'10), Se graduó de Ingeniería Eléctrica de la Universidad “Escuela Politécnica Nacional”, Ecuador en 2007, actualmente esta trabajando en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL, Ecuador, Es docente de la Universidad Politécnica Salesiana

sespinosa@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS


©2017 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Santiago Espinosa declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *Optimización del despacho de energía en sistemas eléctricos de potencia usando GAMS* realizado por Marco Ledesma, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Abril 2017



.....
Santiago Raúl Espinosa Gualotuña.

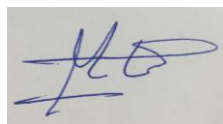
Cédula de identidad: 171454141-2

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Marco Vinicio Ledesma Guaitarilla, con documento de identificación N° 1711533685, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Optimización del despacho de energía en sistemas eléctricos de potencia usando GAMS”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....

Nombre: Marco Ledesma

Cédula: 1711533685

Fecha:

Índice de Contenido

Resumen.....	¡Error! Marcador no definido.
Abstract	¡Error! Marcador no definido.
1. Introducción	2
2. Planificación de la expansión de la generación.	3
3. Modelamiento del Problema	4
3.1 Función Objetivo.....	4
3.2 Restricciones del Problema.....	4
3.2.1) Capacidad Instalada	4
3.2.2) Condición operativa de las plantas en general.....	5
3.2.3) Condición de máxima capacidad	5
3.2.4) Operación de generadores hidroeléctricos	5
3.2.5) Producción estacional de centrales hidroeléctricas.....	5
3.2.6) Disponibilidad de recursos de generación	6
4. Procedimiento de Resolución.....	6
5. Caso de Estudio.....	6
5.1 Datos de entrada para el Modelo.....	7
5.1.1) Datos de demanda.....	7
5.1.2) Costos y datos técnicos	7
5.1.3) Limitaciones máximas y mínimas de políticas	8
6. Análisis de Resultados	8
7. Conclusiones	12
8. Referencias.....	12
8.1 Estado del Arte.....	14

Índice de Figuras

Figura 1: Proyección del despacho de generación a 3 años.....	9
Figura 2: Proyección del despacho de generación a 8 años.....	10
Figura 3: Proyección del despacho de generación a 13 años.....	10
Figura 4: Proyección del despacho de generación a 18 años.....	10
Figura 5: Proyección del despacho de generación a 23 años.....	11
Figura 6: Proyección del despacho de generación a 30 años.....	11
Figura 7: Proyección de la generación durante 30 años.	12
Figura 8: Indicadores de Estado del Arte – Temática.....	15
Figura 9: Indicadores de Estado del Arte - Formulación del Problema.....	15
Figura 10: Indicadores de Estado del Arte - Solución.....	15

Índice de Tablas

Tabla 1: Datos de la demanda.	7
Tabla 2: Costos y datos técnicos.	8
Tabla 3: Costos y datos técnicos.	8
Tabla 4: Limitaciones máximas y mínimas de capacidad instalada	8
Tabla 5: Matriz de estado del arte.....	14

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA USANDO GAM

Resumen

El presente artículo propone realizar la planificación de largo plazo relacionada a la expansión de la generación para un sistema eléctrico de potencia, elaborando para el efecto un modelo de optimización que permita la minimización de los costos de inversión, operación, administración y mantenimiento asociados a la producción de energía eléctrica por parte de centrales de generación de diferentes tecnologías.

A fin de plantear el modelo de optimización, se ha considerado los siguientes supuestos: i) Incremento constante de la demanda del sistema en el tiempo de análisis; ii) Porcentaje de reserva para el abastecimiento de la demanda constante; iii) Tasa de descuento constante para la valoración del activo en el tiempo; iv) Costos tipo para la inversión por tipo de tecnología; y, v) Costos operacionales tipo que son afectados por un factor que valora el desgaste del activo en el tiempo.

Como resultado de la modelación matemática, se obtendrá una programación óptima de ingreso de centrales de generación en el largo plazo, la cual obedece a una reducción de costos, permitiendo así abastecer la demanda bajo condiciones de confiabilidad.

Palabras Clave: Planificación expansión de generación, minimización de costos, planificación a largo plazo, ingreso óptimo de generación.

Abstract

The present paper proposes a long-term planning of generation expansion for electrical power systems. In order to achieve this goal, it is made an optimization model. This model allows a minimization of investment costs and the ones associated with operation, administration and maintenance of electrical energy production. The costs are related to different technologies of power plants.

In order to propose the optimization model, they have been proposed the following assumptions: i) A constant increase of system load during period of analysis. ii) Constant level of reserve percentage to supply constant load. iii) Constant discount rate to value assets on the time. iv) Typical investment costs per technology type. v) Typical operational costs affected by a factor that measures assets aging on the time.

As a result of math modeling, it will be obtained an optimal programming for power plants entry for long-term. The programming takes account a costs reduction, allowing demand supply under reliability conditions.

Keywords: Generation expansion planning (GEP), cost minimization, long-term planning, optimal generation entry.

1. Introducción

La sociedad actual es altamente dependiente de diversos tipos de energías para poder realizar desde las tareas más complejas hasta aquellas que forman parte de la cotidianidad, siendo la energía eléctrica la predominante. La industria de la energía eléctrica juega un rol importante en las economías siendo fundamental que las decisiones que se adopten sigan los criterios técnicos y macroeconómicos adecuados [1].

Considerando que la generación es el punto de partida de cualquier Sistema Eléctrico de Potencia (SEP); realizar una adecuada planificación de la expansión de la cantidad de unidades generadoras o de complejos de generación: en el corto, medio y largo plazo; es una tarea fundamental para mantener un nivel de confiabilidad aceptable en un SEP, así como asegurar el abastecimiento de la demanda y su continuo crecimiento en el tiempo [2].

Los recursos que pueden ser aprovechados para la generación de electricidad son limitados, por tanto, es necesaria la ejecución de una serie de análisis para obtener un aprovechamiento óptimo de tales recursos [2].

Por otro lado, es importante destacar que la planificación de la expansión generación no sólo debe considerar aspectos técnicos y de índole propiamente relacionada al SEP, sino también que las decisiones deben considerar el aspecto económico. Una de las estrategias que permite el análisis económico es el costo medio de generación que relaciona los costos asociados a la implementación, mantenimiento y operación de los diversos tipos de tecnologías que permiten la obtención de energía eléctrica [1], [2].

Es por ello que la planificación de la generación, es una tarea que puede ser ejecutada a través de la utilización de las tecnologías tradicionales o también conocida como la generación que es susceptible de ser despachada [3] [4].

Se debe considerar así mismo que las tecnologías tradicionales, especialmente las centrales térmicas como las de gas, diésel o carbón tienen asociados costos operativos significativos a comparación de las centrales

hidroeléctricas que tienen costos variables inferiores. Sin embargo, a más de considerar los costos operativos es necesario considerar los costos relacionados a las inversiones, los cuales son de suma importancia en las decisiones de expansión, dicho aspecto se vuelve aún más relevantes con aquellas tecnologías consideradas renovables como las centrales fotovoltaicas, eólicas, geotérmicas, por nombrar otras [3].

La planificación de la expansión de la generación (GEP por sus siglas en inglés) juega un papel fundamental para anticipar los cambios que existirán en un SEP, de manera que pueda considerarse la incorporación de nuevas cargas, el aumento de la demanda existente; determinando los caminos de transformación del sistema considerando la economía y un uso óptimo de los recursos existentes que como ha sido nombrado previamente son limitados [5].

Otro punto crucial a tomar en cuenta, es que las inversiones asociadas a la generación en SEP tienen una estructura de financiamiento valorada con el Costo Promedio Ponderado del Capital (CPPC), aspecto por lo cual se debe enfatizar la importancia de las decisiones de inversión, a fin de que estas sean robustas frente a los factores de incertidumbre y a los estados futuros del SEP [6].

Se debe indicar que la electricidad ha sido tradicionalmente regulada por los gobiernos, bajo un esquema centralizado en el que un único ente se encarga de la generación, transmisión, distribución y la comercialización de la energía, formando un monopolio. Pero se debe puntualizar que en las pasadas décadas se ha generado una gran tendencia para la reestructuración de los mercados eléctricos hacia un esquema de libre competencia donde los precios y las ganancias son dependientes directamente de la oferta y la demanda de la electricidad y, las inversiones son realizadas primordialmente por el sector privado [5] .

En el contexto de libre competencia, la industria se convierte en un oligopolio donde los inversores son agentes estratégicos que poseen información privada y asimétrica considerando las tecnologías y costos en el

caso de la generación y el incremento de las ganancias [5][7].

Por lo mencionado, la planificación de la expansión tiene una mayor sensibilidad o importancia en aquellos mercados que se manejan bajo un esquema de libre competencia ya que realizada adecuadamente permitirá un aumento de la rentabilidad manipulando de cierta forma el mercado, en ciertos casos sin importar las implicaciones sociales o que el consumidor no sea directamente beneficiado [5].

Con base a lo citado, según [5], no es posible excederse en las inversiones y los precios están sujetos a las leyes de mercado, donde los altos precios son derivados de un escasez de recursos o de capacidad de generación siendo el momento más adecuado para llevar a cabo nuevos complejos de generación o inversiones en los existentes.

En adelante este artículo se organiza de la siguiente manera: en la sección 2 se analizan los aspectos relevantes aplicables a la planificación de la expansión de la demanda. En la sección 3 se describe la formulación del problema. En la sección 4 se presentan los resultados, considerando la capacidad, y costos asociados a cada tipo de tecnología conforme la optimización ejecutada. Finalmente se presentan las conclusiones de este artículo en la sección 5.

2. Planificación de la expansión de la generación.

Típicamente la planificación de la expansión de un SEP ha sido manejada como un problema de optimización de orden determinístico, en el que el costo es minimizado para un determinado período de planificación sujeto a una variedad de restricciones operativas, físicas, de disponibilidad de recursos, así como la confiabilidad del sistema en estudio. En este tipo de aproximación, el incremento de la demanda es pronosticado para un determinado periodo de tiempo, normalmente varias décadas [8].

El incremento es usado como un parámetro en el modelo para conducir las decisiones de inversión en generación. Durante la optimización, se obtienen las mejores

decisiones de inversión en el tiempo considerando las restricciones aplicadas [8].

Para que la formulación determinística tenga éxito se asume que el planificador conoce o estima aspectos relevantes tales como: la tasa de crecimiento de la demanda, los costos de generación por cada tecnología potencial, así como las restricciones políticas y medioambientales que estarán vigentes durante el período que se está planificando [8].

Es bastante común que en una planificación a largo plazo se modelen varios escenarios futuros; en cada uno se consideran cambios de costos, tecnologías, demanda y otros, de esta forma se obtiene una planificación conocida como “mínima máxima”, es decir que se adapta de mejor forma al incremento de demanda, minimizando los costos al mismo tiempo [8].

Según [9], la GEP es un problema no lineal, de gran escala, discreto, dinámico y con un alto nivel de incertidumbre, el cual determina que unidades de generación deberían ser construidas y cuando deberían ser puestas a disposición del SEP o en línea, de tal forma que la demanda sea abastecida de forma confiable, sin importar la existencia de fallas y mantenimientos propios de las partes mecánicas de las unidades generadoras.

Por lo mencionado, el objetivo global de la GEP es determinar la programación óptima esto es: el tiempo, tamaño y tecnología que se emplearán para la construcción de las plantas de generación que aseguren un abastecimiento económico y confiable de la demanda que ha sido proyectada en cierto período de tiempo, en este caso a largo plazo [5][10].

Para que la GEP sea adecuada hay ciertas variables de entrada que se deben considerar incluyendo los costos de las materias primas, por ejemplo: combustibles, la demanda de energía del sistema, los avances de las tecnologías, cambios en la disponibilidad de los recursos, entre otros; los cuales contienen cierta incertidumbre por su naturaleza, la cual debe ser manejada y controlada de tal forma de evitar la toma de “decisiones erróneas” [6].

Una GEP es en esencia un problema de programación entera no lineal (MINLP) de gran escala debido a la no linealidad y la naturaleza discreta de sus componentes; la cual es difícil

de resolver por técnicas matemáticas directas. Según los autores de [8] la forma más efectiva de solución de este problema es la división del mismo en problemas más pequeños que se puedan resolver por técnicas como la programación lineal [11] [12].

La descomposición de Bender y de Dantzig-Wolfe son los métodos más populares de descomposición. La primera permite una descomposición del problema en dos subproblemas, el uno asociado a la operación y el otro asociado a la planificación. Cuando ambos subproblemas se sincronizan, es posible obtener la minimización de la inversión y costos operativos en generación, que como se ha descrito previamente es el objetivo primordial de una GEP y del presente trabajo [11].

3. Modelamiento del Problema

Para la realización la planificación de generación en el largo plazo se tiene como objetivo el determinar las capacidades de potencia de las plantas de generación, así como la entrega de su energía a fin de minimizar el costo total considerando el valor del recurso económico en el tiempo.

3.1 Función Objetivo

El modelo matemático planteado considera que, la curva de duración de carga se descompone en $p = 1, 2 \dots P$ bloques discretos de demanda de potencia de magnitudes Q_{tp} en el año t , cada una con una duración de un intervalo de tiempo de Θ_p . Con base a lo mencionado, la función objetivo (1) se determina de la siguiente manera:

$$F_o = \sum_{j=1}^J \sum_{v=1}^T C_{jv} \cdot X_{jv} + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=-V}^T \sum_{p=1}^P F_{jtv} \cdot U_{jtv} \cdot \theta_p \quad (1)$$

Donde:

X_{jv} : Variable de decisión que denota la capacidad del tipo de planta j ($j = 1, \dots, J$), en el período de entrada en operación v ;

C_{jv} : Costo de capital correspondiente por unidad de capacidad;

U_{jtv} : Variable de decisión que indica la potencia de salida de la planta j , para entrada de operación en el tiempo v , en el año t , y el bloque p en la curva de duración de la carga;

F_{jtv} : Costo de explotación correspondiente el cual no varía en cada bloque p).

θ_p : Bloques discretos de demanda de potencia para cada año t

Es necesario indicar que las nuevas plantas de generación entran a través de una decisión de inversión, mientras que las plantas de generación que ya fueron consideradas y están en etapas de construcción denotadas por $v = -V \dots, 0$, si bien no son consideradas en la decisión de inversión, éstas deben contar con el monto económico para operar las mismas, aspecto que se considerada en el segundo término de la función objetivo.

Los costos de capital de las nuevas plantas disminuyen más o menos continuamente con el tiempo debido al progreso técnico y las economías de escala. Las economías de escala, por ejemplo, son una función directa del tamaño del sistema, ya que es el tamaño del sistema el que establece un límite superior al tamaño de la planta que, por razones de seguridad del sistema, puede ser instalado. Como resultado, el valor presente del coeficiente de coste de capital puede a menudo expresarse mediante (2).

$$C_{jv} = C_j \cdot (1+h)^{-v} \cdot (1+g)^{-v} \quad (2)$$

Donde:

h : Tasa de descuento

g : Es la tasa de disminución anual de los costos de capital por unidad de nuevas plantas de generación a implementarse. El valor actual del coeficiente de combustible y coste de explotación se puede expresar mediante (3).

$$F_{jtv} = F_j \cdot (1+h)^{-t} \cdot (1+g^*)^{-v} \quad (3)$$

Donde:

h : Tasa de descuento

g^* : Tasa anual de disminución del combustible y los costos de funcionamiento de las nuevas plantas, aspecto que puede ser resultado de la mejora de las eficiencias térmicas.

3.2 Restricciones del Problema

Las restricciones asociadas al problema obedecen a aspectos económicos y técnicos, las cuales están enfocadas al abastecimiento de la demanda bajo condiciones económicas considerando el desarrollo de proyectos de generaciones factibles y viables en el corto, mediano y largo plazo.

3.2.1) Capacidad Instalada

En primer lugar, la capacidad instalada disponible debe ser suficiente para satisfacer la demanda pico esperada, más una previsión para

la demanda por encima de los niveles esperados, por tanto, la restricción se define por medio de (4).

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=-V}^T a_{jv} \cdot X_{jv} \geq Q_{tp} \cdot (1+m) \quad (4)$$

$$t = 1, \dots, T; p = 1$$

Donde:

Q_{tp} : Es la demanda máxima en el año t para p=1

m = Es el margen para las demandas por encima de los niveles esperados.

X_{jv} : Variable de decisión que denota la capacidad del tipo de planta j (j = 1,..., J), en el período v=-V,...,0, definirá el stock de capital inicial conocido, es decir, la planta heredada.

a_{jv} : Es la disponibilidad de la planta j, en el período v

3.2.2) Condición operativa de las plantas en general

Este segundo conjunto de restricciones se refiere a la operación de la planta; es decir que, la producción total de la planta debe ser suficiente para satisfacer los niveles instantáneos de demanda de energía definidos por Q_{tp} . Esto se representa con (5).

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=-V}^t U_{jvtp} \geq Q_{tp} \quad (5)$$

$$t = 1, \dots, T;$$

$$p = 1, \dots, P.$$

Donde:

U_{jvtp} : Variable de decisión que indica la potencia de salida de la planta j, para entrada de operación en el tiempo v, en el año t, y el bloque p en la curva de duración de la carga;

Q_{tp} : Bloques discretos de demanda de potencia de magnitudes p en el año t

3.2.3) Condición de máxima capacidad

La producción de cada planta no puede exceder su capacidad disponible (es decir, la capacidad real menos la fracción que es resultado de tener indisponible la máquina por mantenimiento o debido a fallas). Esto se representa en (6)

$$U_{jvtp} \leq a_{jv} \cdot X_{jv} \quad (6)$$

$$t = 1, \dots, T; p = 1, \dots, P; v = -V, \dots, t;$$

$$j = 1, \dots, J$$

Donde:

U_{jvtp} : Variable de decisión que indica la potencia de salida de la planta j, para entrada de operación en el tiempo v, en el año t, y el bloque p en la curva de duración de la carga;

X_{jv} : Variable de decisión que denota la capacidad del tipo de planta j (j = 1,..., J), en el período v=-V,...,t

a_{jv} : Es la disponibilidad de la planta j, en el período v

3.2.4) Operación de generadores hidroeléctricos

En cualquier año, la producción de una planta hidroeléctrica no puede exceder la energía disponible en los suministros de agua, la restricción (7) se plantea de la siguiente manera:

$$\sum_{p=1}^P U_{jvtp} \cdot \theta_p \leq b_j \cdot X_{jv} \quad (7)$$

$$t = 1, \dots, T; p = 1, \dots, P; v = -V, \dots, t; j = \text{hidro}$$

Donde:

U_{jvtp} : Variable de decisión que indica la potencia de salida de la planta j, para entrada de operación en el tiempo v, en el año t, y el bloque p en la curva de duración de la carga;

X_{jv} : Variable de decisión que denota la capacidad del tipo de planta j (j = 1,..., J), en el período v=-V,...,t

θ_p : Bloques discretos de demanda de potencia para cada año t

b_j : Factor de carga de la hidroeléctrica, es decir, su producción media anual dividida por su máximo, o capacidad de producción.

3.2.5) Producción estacional de centrales hidroeléctricas

La mayoría de las plantas hidroeléctricas sólo son capaces de producir una producción completa y continua en el invierno y la primavera; mientras que la producción en el verano y el otoño está restringida por las capacidades de almacenamiento de los generadores hidroeléctricos, por lo que se necesita seguridad en el abastecimiento a través de la utilización de generación térmica en este período; adicionalmente, es necesario un respaldo térmico en caso de un bajo suministro de agua en años secos.

El resultado es que existe un límite superior a la cantidad de capacidad hidroeléctrica que puede ser permitida en el sistema, este límite se expresa como una fracción, R, de la demanda de pico. Sin perjuicio de lo citado, R, puede determinarse a partir de los estudios de los caudales de los ríos y las capacidades de almacenamiento hidráulico. Siendo (8) la restricción que implique lo indicado.

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=-V}^t X_{jv} \geq R \cdot Q_{tp} \quad (8)$$

$$t = 1, \dots, T;$$

$$p = 1; j = \text{Hidro}.$$

Donde:

X_{jv} : Variable de decisión que denota la capacidad del tipo de planta j ($j = 1, \dots, J$), en el período $v = -V, \dots, t$
 R : Fracción de demanda pico para cada año t
 Q_{tp} : Bloques discretos de demanda de potencia de magnitudes p en el año t .

3.2.6) Disponibilidad de recursos de generación

La restricción (9) considera los recursos primarios por cada tipo de planta de generación, los cuales permitirán establecer el límite superior de la capacidad de potencia que puede ser instalada en el sistema, por lo tanto:

$$\sum_{v=1}^T X_{jv} \leq X_{jmax} \quad (9)$$

$$j = 1, \dots, J$$

Donde:

X_{jmax} : Capacidad potencial máxima del tipo de planta j que los recursos restantes pueden soportar
 X_{jv} : Variable de decisión que denota la capacidad del tipo de planta j ($j = 1, \dots, J$), en el período $v = 1, \dots, T$

A menudo es necesario establecer límites máximos o mínimos a las capacidades de ciertas plantas en el sistema. Con este fin se pueden introducir limitaciones opcionales que limitan la capacidad de cualquier planta dentro de límites máximos y mínimos predefinidos. En estas situaciones, se puede utilizar la restricción (10) que es aplicable para el desarrollo del presente proyecto:

$$X_{jvmin} \leq X_{jv} \leq X_{jvmax} \quad (10)$$

X_{jvmin} y X_{jvmax} son constantes predefinidas que establecen límites superiores e inferiores a la instalación de planta j en el año v . Estas restricciones también son útiles para tratar con indivisibilidades e investigar el momento óptimo para implementar los proyectos.

Una vez establecido el modelo matemático de optimización, se puede obtener la solución.

4. Procedimiento de Resolución

El algoritmo para resolver el modelo de optimización planteado, requiere el uso del GAMS

Algoritmo de Resolución

Paso 1: **Set** Período de análisis, tipo de bloques de demanda, tipo y cantidad de plantas de generación.

Paso 2: **Set** Características por cada tipo de generador (Disponibilidad operativa, factor de planta, Costos de Operación, Tasa anual de disminución de los costos de operación, Costos de capital, Tasa anual de disminución de los costos de capital, Vida útil de las unidades y Capacidades máximas a implementar)

Paso 3: **Set** Datos iniciales por bloque de demanda (Cantidad de potencia (MW) y duración (horas)).

Paso 4: **Leer** Datos para el GEP del Sistema Eléctrico propuesto.

Pase 5: **Set** valores iniciales de las variables asociadas al problema de optimización GEP.

Paso 6: Problema de Optimización en GAMS

Set Variables

X_{jv} y U_{jtv}

Set Restricciones

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=-V}^t a_{jv} \cdot X_{jv} \geq Q_{tp} \cdot (1 + m)$$

$$t = 1, \dots, T; p = 1$$

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=-V}^t U_{jtv} \geq Q_{tp}$$

$$t = 1, \dots, T;$$

$$p = 1, \dots, P.$$

$$U_{jtv} \leq a_{jv} \cdot X_{jv}$$

$$t = 1, \dots, T; p = 1, \dots, P; v = -V, \dots, t; j = 1, \dots, J$$

$$\sum_{p=1}^P U_{jtv} \cdot \theta_p \leq b_j \cdot X_{jv}$$

$$t = 1, \dots, T; p = 1, \dots, P; v = -V, \dots, t; j = \text{hidro}$$

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=-V}^t X_{jv} \leq R \cdot Q_{tp}$$

$$t = 1, \dots, T;$$

$$p = 1; j = \text{Hidro}.$$

$$X_{jvmin} \leq X_{jv} \leq X_{jvmax}$$

Paso 7: Minimización de la F.O para obtención del GEP.

$$F_o = \sum_{j=1}^J \sum_{v=1}^T C_{jv} \cdot X_{jv} + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=-V}^T \sum_{p=1}^P F_{jtv} \cdot U_{jtv} \cdot \theta_p$$

Paso 8: Análisis de resultados

Paso 9: Fin

5. Caso de Estudio

Es importante considerar que el sistema que se encuentra en estudio tiene varias fuentes que permiten la generación de energía eléctrica siendo en la actualidad la combinación de plantas hidroeléctricas, combustibles fósiles, lignitos, y recursos de carbón, pero se sabe que tales recursos son limitados por lo cual para la

planificación deberán ser consideradas nuevas fuentes de energía, incluyendo centrales nucleares, nuevas fuentes hidroeléctricas, de lignitos y gas, debido a que la demanda superará la capacidad de generación instalada. Como se ha indicado en el proceso de resolución, el objetivo será la minimización de los costos asociados a la expansión del sistema de generación mediante una optimización dependiente del tiempo, cuyo horizonte máximo de análisis será de 30 años. En este caso se debe encontrar la mejor alternativa de combinación de los recursos para cubrir la demanda la misma que también es dinámica. Otra característica relevante del caso de estudio es que se considera un modelamiento de tipo estacional, es decir un análisis en las estaciones tales como invierno, verano, otoño y primavera, etapas en las cuales se modifica la demanda, y por ende resulta en variaciones del despacho de las unidades de generación, en especial la modificación de la cantidad de energía despachada por el parque generador hidroeléctrico. El análisis se vuelve complicado, siempre y cuando no se cuente con una base de datos importante de los periodos de sequía, época lluviosa y otros aspectos climáticos.

Se debe denotar que, con las características expuestas, la técnica de optimización a emplearse será la programación lineal que permitirá abarcar las restricciones establecidas. El objetivo será la búsqueda de las capacidades

de las plantas de generación y el despacho por cada uno de las tecnologías en estudio, considerando las restricciones antes expuestas por cada tecnología.

Considerando todo lo mencionado, el presente trabajo ha obtenido una planificación para la expansión de la generación para un horizonte de 30 años, estableciendo el incremento de capacidad en periodos de 5 años, lo que incluye las inversiones que se deben realizar, iniciando en el año 3; obteniéndose la cantidad de potencia por tipo de tecnología, considerando 4 tipos de demanda: punta, alta, media y baja.

5.1 Datos de entrada para el Modelo

Para la modelación del problema se usará un conjunto particular de datos sobre demanda, costos y coeficientes técnicos y varias restricciones con respecto a la expansión del sistema. En la práctica, tales datos y suposiciones cambian continuamente, requiriendo cambios continuos (aunque a veces menores) en los planes.

5.1.1) Datos de demanda

La curva de duración de la carga para el caso de estudio, se divide en cuatro bloques discretos: uno para los periodos de pico de demanda, otro para la demanda de carga base y los otros dos para demandas de duración intermedia. El periodo de planificación considerado es de treinta años, dividido en seis periodos de inversión de cinco años cada uno y una condición final de siete años. La forma de la entrada se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Datos de la demanda.

Período de demanda en curva de duración de carga	Duración de la demanda (horas del año)	Demanda en el período de inversión durante los 30 años (MW)						
		Año Base	a3	a8	a13	a18	a23	a30
punta	526	3,365	4,602	7,755	13,067	22,019	37,103	77,033
alto	3066	2,550	3,487	5,877	9,902	16,686	28,117	58,375
medio	6132	2,050	2,804	4,724	7,961	13,414	22,604	46,929
bajo	8760	1,520	2,079	3,503	5,903	9,946	16,760	34,796

La idea de dividir el horizonte de planificación en tales periodos de inversión consiste en reducir el tiempo y los gastos informáticos, los cuales aumentan más rápidamente que con el cuadrado del número de periodos de inversión

elegidos para el estudio. El algoritmo LP calculará las inversiones óptimas para cada periodo intermedio.

5.1.2) Costos y datos técnicos

El costo y los datos técnicos, que se enumeran en las Tablas 2 y 3, se derivan lógicamente de

las definiciones y formulaciones del modelo. En tal sentido se tiene:

Tabla 2: Costos y datos técnicos.

	Initcap (MW)	Dispo	e-fact	Opcost (mill tl por MW-año)	Capcost (mill tl por MW-año)	Vutil (años)	Maxcap (MW)
hidro-1		0.9	0.4	0.09	1.4	50	684
hidro-2		0.9	0.4	0.09	4	50	1484
hidro-3		0.9	0.4	0.09	6.5	50	844
hidro-4		0.9	0.4	0.09	7	50	250
hidro-5	1829	0.9	0.6	0.09	3	50	2000
hidro-6		0.9	0.6	0.09	6.8	50	814
hidro-7		0.9	0.8	0.09	4.3	50	890
hidro-8		0.9	0.4	0.09	2.7	50	1366
hidro-9		0.9	0.4	0.09	4.6	50	656
hidro-10		0.9	0.4	0.09	6.1	50	192
hidro-11		0.9	0.6	0.09	3.9	50	1002
hidro-12		0.9	0.6	0.09	5.6	50	947
hidro-13		0.9	0.8	0.09	6.1	50	81

Tabla 3: Costos y datos técnicos.

	Initcap (MW)	Dispo	Opcost (mill tl por MW-año)	Opcost-g (%)	Capcost (mill tl por MW-año)	Capcost-g (%)	Vutil (años)	Maxcap (MW)
gas-t	120	0.8	1.7	-0.005	2.5		30	ilim
oil	847	0.9	1.1	-0.005	4.5	-0.01	30	ilim
termica-1	960	0.8	0.6	-0.005	5	-0.01	30	ilim
termica-2		0.8	0.2	-0.005	7	-0.01	30	2500
termica-3		0.8	0.2	-0.005	7	-0.01	30	3500
nuclear		0.8	0.3	-0.005	9	-0.02	30	ilim

Initcap: Capacidad inicial (MW)

Dispo: Disponibilidad operativa

e-fact: Factor de planta de centrales hidroeléctricas

Opcost: Costos de Operación (mill tl per MW-year)

Opcost-g: Tasa anual de disminución de los costos de operación (%)

Capcost: Costos de capital (mill tl per MW)

Capcost-g: Tasa anual de disminución de los costos de capital (%)

Vutil: Vida útil de las unidades (años)

Maxcap: Capacidad máxima nueva (MW)

ilim: Ilimitado

5.1.3) Limitaciones máximas y mínimas de políticas

La Tabla 4 muestra las restricciones de política max-min, es decir, las restricciones que establecen límites superiores o inferiores, o ambas, a la cantidad que se puede instalar de un determinado tipo de planta en un año determinado.

generación (capacidades y montos energéticos) permiten garantizar el cubrimiento de la demanda y su crecimiento dinámico, en el tiempo.

Tabla 4: Limitaciones máximas y mínimas de capacidad instalada

TIPO	Etapas de Ingreso	Límites (MW)	
		Mínimo	Máximo
Hidro 4	1	250	250
Hidro 8	1	0	0
Hidro 8	2	0	0
Hidro 9	1	0	0
Hidro 9	2	0	0
Hidro 10	1	0	0
Hidro 10	2	0	0

6. Análisis de Resultados

El modelo de optimización planteado y resuelto a través de la programación lineal, se obtienen las siguientes figuras: Las figuras No. 1 hasta la 6 muestra las expansiones de

Hidro 11	1	0	0
Hidro 11	2	0	0
Hidro 12	1	0	0
Hidro 12	2	0	0
Hidro 13	1	0	0
Hidro 13	2	0	0
Turbina de gas	1	0	230
Turbina de gas	2	100	390
Turbina de gas	3	200	650
Turbina de gas	4	360	1110
Turbina de gas	5	600	1580
Turbina de gas	6	1600	3580
Lignito 3	1	0	0
Lignito 3	2	0	0
Nuclear	1	0	0
Nuclear	2	0	600
Nuclear	3	0	2500
Nuclear	4	0	5000
Nuclear	5	0	10000

En el caso de la primera figura, es la necesidad de generación para una proyección de 3 años. Se puede denotar que en todos los casos la generación predominante es la generación hidroeléctrica representada por el color azul. Por otro lado, se denota que se requiere de una cantidad limitada de potencia de las centrales de gas de color amarillo solo en el caso de la demanda punta.

Para la demanda punta así mismo se requiere que ingresen las centrales de combustible, siendo representativa la cantidad de potencia necesaria, mostrada en la gráfica en color naranja. Finalmente es necesario precisar que las centrales de lignito 1 y 2 trabajan durante todo el período. La demanda máxima a cubrir es cercana a los 4500 MW.

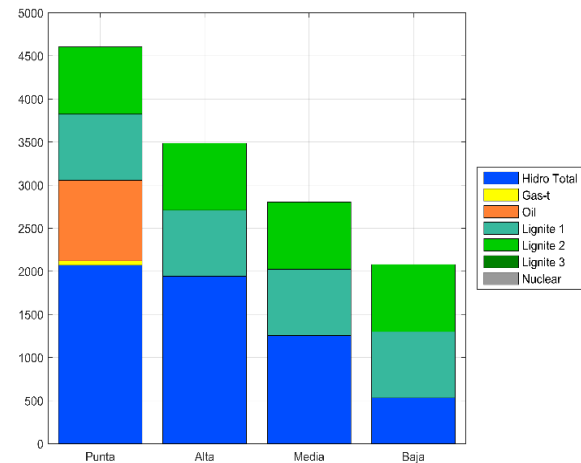


Figura 1: Proyección del despacho de generación a 3 años.

Observando los resultados de la segunda figura, se nota la proyección de la expansión de generación para un horizonte de 8 años. Se denota que luego de 5 años la demanda ha aumentado hasta situarse en un pico cercano a los 8000 MW. Para todas las demandas las generaciones predominantes son la generación hidroeléctrica representada por el color azul y lignito de color verde.

Se observa que se requiere de una cantidad que aumenta de las centrales de gas, de color amarillo, solo para demanda punta. Se requiere que ingresen las centrales de combustible, siendo representativa la cantidad de potencia necesaria, representado de color naranja. Se denota que la central de lignito 2 aumenta sus aportes en esta proyección, mientras lignito uno se reduce.

Cuando se analiza la tercera figura, se observa la expansión que será necesaria ejecutar en la generación luego de 13 años. Se destaca un nuevo aumento de la demanda con un pico cercano a los 13000 MW. Para todos los tipos de demanda las generaciones dominantes son la generación hidroeléctrica representada por el color azul y lignito de color verde, viéndose reducido el aporte de lignito 1.

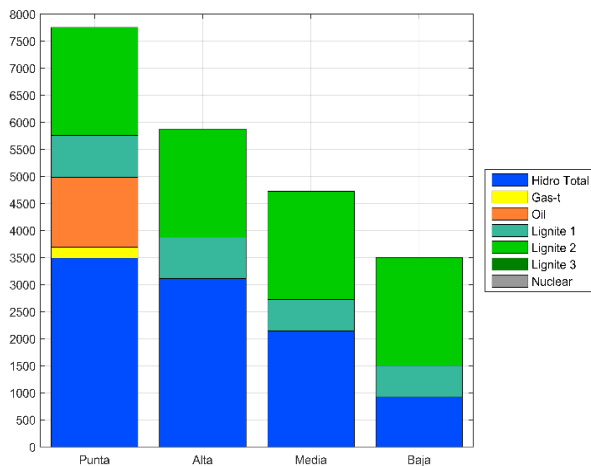


Figura 2: Proyección del despacho de generación a 8 años.

Se conserva la tendencia de la potencia de gas representada de color amarillo solo en el caso de la demanda punta, pero aumenta su aporte. Para la demanda punta se requiere que ingresen las centrales de combustible, manteniendo su tendencia representada de color naranja. Se denota que la central de lignito 2 también reduce su aporte. Así mismo en este punto será necesaria la construcción de la central o centrales de lignito 3, ya que su aporte se vuelve necesario para cubrir todos los tipos de demanda.

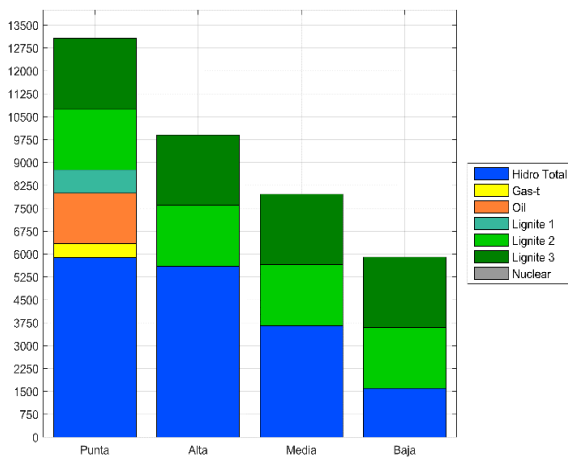


Figura 3: Proyección del despacho de generación a 13 años.

En la figura 4, se observa la expansión de la generación que será necesaria para cubrir luego de 18 años. El aumento constante de la demanda produce un pico cercano a los 22000 MW. Se puede denotar que para todos los tipos de demanda las generaciones predominantes son la generación hidroeléctrica representada por el color azul y lignito de color verde, siendo reducido el aporte de lignito 1. Se puede

observar que se requiere de una cantidad de potencia de gas similar representada de color amarillo solo en el caso de la demanda punta. Para la demanda punta se requiere que ingresen las centrales de combustible, siendo representativa la cantidad de potencia necesaria, de color naranja. Se denota que la central de lignito 2 y 3 decrecen su aporte. Así mismo en este punto será necesaria la construcción de la central o centrales nucleares, de color gris.

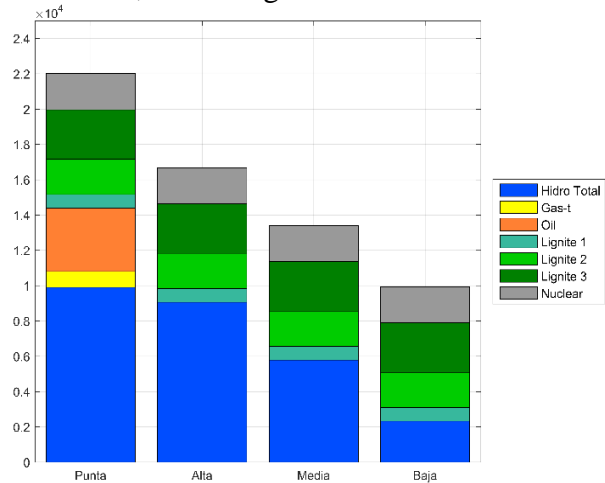


Figura 4: Proyección del despacho de generación a 18 años.

En la figura cinco se presentan los resultados de la optimización de la expansión de generación, cuando el horizonte es de 23 años. Se puede observar que la generación hidroeléctrica, de color azul, tiene un incremento inferior al de los casos previos y que su importancia se ve un tanto desplazada. Las centrales de gas tienen un aporte similar en color amarillo, por lo cual su implementación mantiene una tendencia, se nota que el aporte de las centrales con combustible se eleva y que se requiere para la demanda punta y alta. El aporte de las centrales de lignito de color verde conserva sus valores, es decir este recurso es limitado. Finalmente se denota que las centrales nucleares de color gris, adquieren una importancia preponderante, funcionando durante la totalidad del tiempo y con un aporte constante, de tal forma de poder alcanzar la demanda pico de más de 36000 MW.

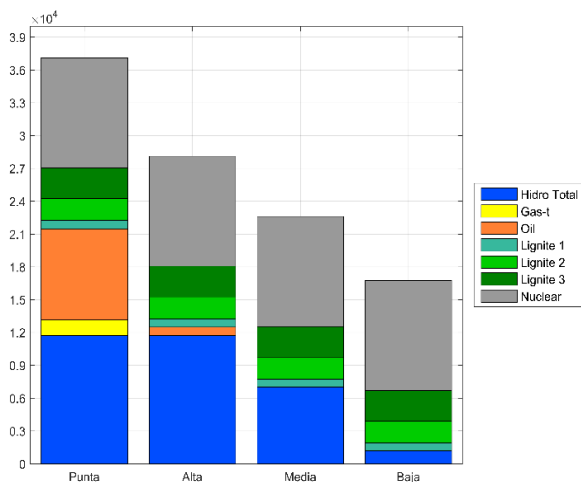


Figura 5: Proyección del despacho de generación a 23 años.

En la figura seis se establecen los resultados de la optimización de la expansión de generación, con el tiempo máximo de 30 años para la planificación. Se puede observar que la generación hidroeléctrica, de color azul, ha dejado de tener un incremento, lo que podría indicar que los recursos han sido completamente aprovechados, tal como se esperaba. Las centrales de gas tienen un aporte similar en color amarillo, por lo cual su implementación mantiene una tendencia, se nota que el aporte de las centrales con combustible se eleva, siendo necesaria la implementación de nuevas centrales de este tipo y que se requieren para la demanda punta y alta, subiendo la importancia para esta última. El aporte de las centrales de lignito de color verde conserva sus valores, es decir este recurso es limitado y se ha alcanzado el máximo aporte posible. Finalmente se denota que las centrales nucleares de color gris, adquieren una importancia preponderante, funcionando durante la totalidad del tiempo y con un aporte constante que se eleva considerablemente para alcanzar la demanda pico cercana a los 76000 MW.

Por otra parte, la figura siguiente muestra en conjunto los montos globales de generación necesaria para cubrir la demanda, de tal forma de poder completar la planificación de la expansión de la generación. Se puede observar la existencia de un aumento sustancial de la cantidad de potencia necesaria desde el año 3 hacia el año 30. Se denota que, durante los primeros años la generación hidroeléctrica, de

color azul mantiene un crecimiento, y por tanto necesidades de inversión hasta el año 23 en que se alcanza el potencial máximo.

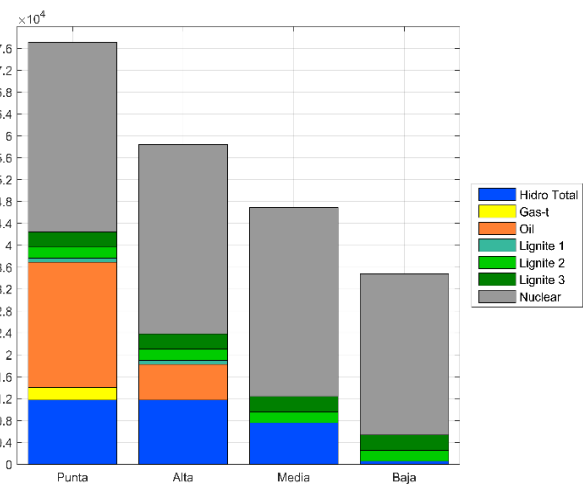


Figura 6: Proyección del despacho de generación a 30 años.

Por otro lado, el crecimiento de las centrales de gas, representadas en color amarillo es inferior, pero sostenido en el tiempo, siendo la tecnología que menos aporta da durante todo el proceso. A continuación, se denota que las centrales que funcionan con combustibles, conforme se da el paso del tiempo aumentan en importancia, desplazando a otras tecnologías, por lo cual resulta evidente que se deberá implementarlas continuamente para poder abarcar las necesidades.

Las centrales de lignito, representadas en color verde al final del periodo de planificación representan una porción pequeña del total de la generación necesaria, esto es debido a la limitación de los recursos, con lo cual se puede observar que desde el año 18 su aporte es constante, con lo cual ya no es posible la inversión en este tipo de plantas.

Finalmente están las centrales nucleares, en color gris, las cuales se puede observar deberán ser implementadas a partir del año 18, convirtiéndose en el año 30 en la fuente más importante de energía del sistema en estudio, desplazando a las otras tecnologías debido a que son limitadas, como las centrales hidroeléctricas y de lignitos. Las necesidades de inversión a partir del año 18 aumentan ostensiblemente.

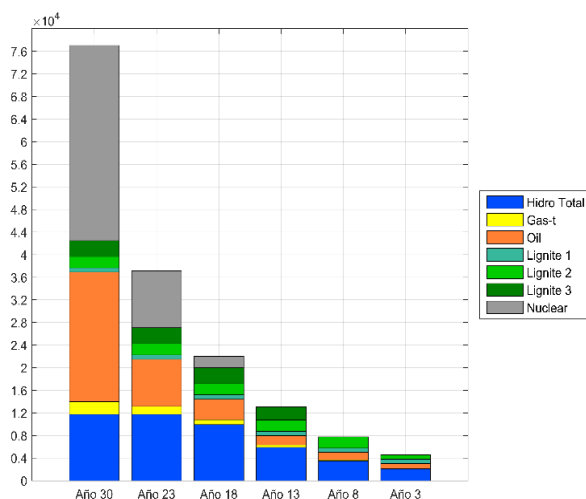


Figura 7: Proyección de la generación durante 30 años.

7. Conclusiones

Se ha podido notar que la planificación de la expansión de la generación por medio de la programación lineal es una técnica adecuada para largo plazo, esto es varias décadas, siempre considerando los incrementos de demanda, así como los cambios que pueden presentarse en el SEP, lo que hace que este problema tenga un nivel de incertidumbre.

Es importante denotar que una GEP que conduzca a la toma de decisiones acertadas, es dependiente de que los datos de entrada a la optimización tengan relación con la realidad, esto es el incremento de la demanda, los costos medios por tipo de tecnología, por nombrar otros que con seguridad cambiarán en el transcurso del tiempo.

A pesar de que este trabajo se ha centrado en el objetivo de abastecer la demanda minimizando costos de inversión, operación y mantenimiento del parque generador de un SEP, lo que tiene directa relación con un mercado eléctrico de tipo centralizado, es vasta la literatura que indica que esta planificación también es fundamental para los mercados que funcionan bajo el esquema de libre competencia, en ese caso los inversores buscan que sus ganancias se maximicen, sin importar demasiado el impacto social de este tipo de planificación.

Se debe notar que una planificación de la expansión de la generación arroja las necesidades de implantación de nuevas plantas, según los periodos de análisis, de tal forma que el esquema sea el más óptimo para

cubrir las demandas. Con el paso del tiempo, es evidente que las centrales en las que los recursos son limitados pierden importancia, mientras nuevas tecnologías deben ser implementadas para poder seguir el ritmo con el que la demanda crece, en este caso en forma constante.

Al observar los resultados, se puede notar que la demanda punta en todos los casos requiere del ingreso de otras tecnologías, para poder ser cubierta, por lo cual la implementación de nuevas centrales se adelanta en el tiempo, en este caso esto se nota en las centrales que funcionan con combustible y las nucleares cuando el tiempo es mayor.

8. Referencias

Artículos de revistas:

- [1] D. S. Krupenev and S. M. Perzhabinsky, "Adequacy optimization in long-term expansion planning of electric power systems," in *2013 4th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, 2013, pp. 1–4.
- [2] W. Shengyu, C. Lu, Y. Xiaoqing, and Y. Bo, "Long-term generation expansion planning under uncertainties and fluctuations of multi-type renewables," *Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives*, vol. 2015–Septe, pp. 612–616, 2015.
- [3] D. Pozo, E. E. Sauma, and J. Contreras, "A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 202–210, 2013.
- [4] M. Rasouli and D. Teneketzis, "A methodology for Generation Expansion Planning for renewable energy economies," in *2016 IEEE 55th Conference on Decision and Control (CDC)*, 2016, no. Cdc, pp. 1556–1563.
- [5] P. Maloney, O. Olatujoye, A. J.

Ardakani, D. Mejia-Giraldo, and J. McCalley, "A comparison of stochastic and adaptation programming methods for long term generation and transmission co-optimization under uncertainty," in *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016, pp. 1–6.

Reportes Técnicos:

- [6] Y. Feng and S. M. Ryan, "Scenario construction and reduction applied to stochastic power generation expansion planning," *Comput. Oper. Res.*, vol. 40, no. 1, pp. 9–23, 2013
- [7] S. Jin and S. M. Ryan, "A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market-Part II," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 142–148, 2014.
- [8] P. Cerda, M. Larrain, and H. Rudnick, "Identification of generation expansion plans in competitive markets," *IEEE*

Lat. Am. Trans., vol. 9, no. 5, pp. 774–784, 2011.

- [9] N. Van Bracht, F. Grote, A. Fehler, and A. Moser, "Incorporating long-term uncertainties in generation expansion planning," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2016–July, 2016.
- [10] J. Zhu and M.-Y. Chow, "A review of emerging techniques on generation expansion planning," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 4, pp. 1722–1728, 1997.
- [11] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, "Reliability constrained generation expansion planning with consideration of wind farms uncertainties in deregulated electricity market," *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, pp. 517–526, 2013.
- [12] A. J. C. Pereira and J. T. Saraiva, "A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 7, pp. 778–787, Jul. 2010..

8.1 Estado del Arte

Tabla 5: Matriz de estado del arte..

		DATOS		CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RES TRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RES OLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUES T A					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	CITAS	GENERATION EXPANSION PLANNING	IMPORTANCIA DE GENERACIÓN	COSTOS DE GENERACION	MERCADOS ELECTRICOS	CARACTERISTICAS GEP	BLOQUES DISCRETOS TIEMPO	MINIMIZACION DE COSTOS	POTENCIA DE SALIDA	INVERSION	COSTOS TIPOS INVERSION	RESTRICCIONES HIDROELECTRICAS	CAPACIDAD DE PLANTAS	PROGRAMACIÓN LINEAL	PROGRAMACION NO LINEAL MIXTA	METAHEURISTICA	PROGRAMACIÓN DINÁMICA	GEF A LARGO PLAZO	EXPANSION CON DEMANDA CONSTANTE	EXPANSION CON INCERTIDUMBRE
1	2013	Adequacy optimization in long-term expansion planning of electric power systems	\cite {Krupenev2013 }	1	☑	☑				☑		☑	☑	☑			☑				☑		
2	2011	Identification of generation expansion plans in competitive markets	\cite {Cerd a2011}	5	☑	☑	☑	☑			☑			☑		☑				☑		☑	
3	2015	Long-term generation expansion planning under uncertainties and fluctuations of multi-type renewables	\cite {Shengyu2015 }	1	☑					☑		☑	☑		☑		☑				☑		
4	2016	A methodology for Generation Expansion Planning for renewable energy economies	\cite {Rasouli2016 }	0	☑			☑	☑		☑					☑						☑	
5	2016	Incorporating long-term uncertainties in generation expansion planning	\cite {VanBracht2016 }	0	☑		☑		☑	☑		☑	☑		☑		☑			☑			
6	2016	A comparison of stochastic and adaptation programming methods for long term generation and transmission co-optimization under uncertainty	\cite {Maloney2016 }	0							☑				☑		☑					☑	☑
7	1997	A review of emerging techniques on generation expansion planning	\cite {Zhu1997 }	189		☑			☑	☑		☑	☑		☑	☑			☑		☑		☑
8	2010	A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets	\cite {Pereira2010 }	42	☑			☑	☑	☑	☑					☑	☑				☑		
9	2013	Scenario Construction and Reduction Applied to Stochastic Power Generation Expansion Planning	\cite {Feng2013 }	59					☑			☑								☑			☑
10	2012	A Three-Level Static MILP Model for Generation and Transmission Expansion Planning	\cite {Pozo2012 }	54	☑		☑		☑			☑			☑		☑	☑				☑	
11	2014	A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market	\cite {Jin2014 }	20	☑			☑		☑			☑										
12	2013	Reliability constrained generation expansion planning with consideration of wind farms uncertainties in deregulated electricity market	\cite {Hemmati2013 }	30	☑			☑			☑				☑		☑					☑	☑
			CANTIDAD:		9	3	3	5	6	6	5	6	5	2	6	4	7	1	2	2	6	3	4

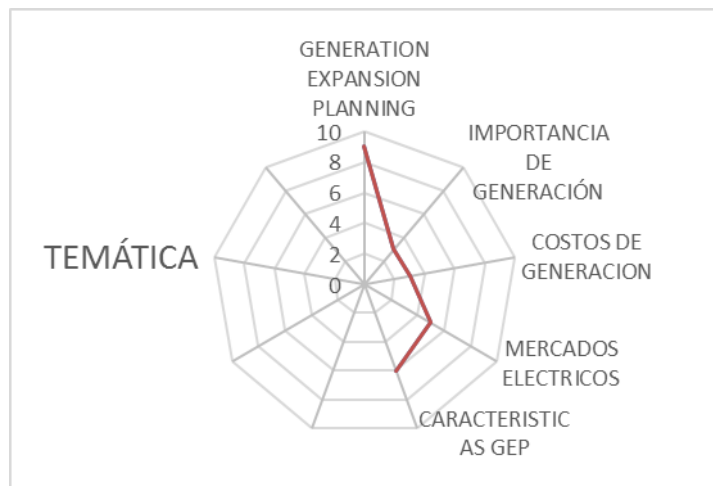


Figura 8: Indicadores de Estado del Arte – Temática

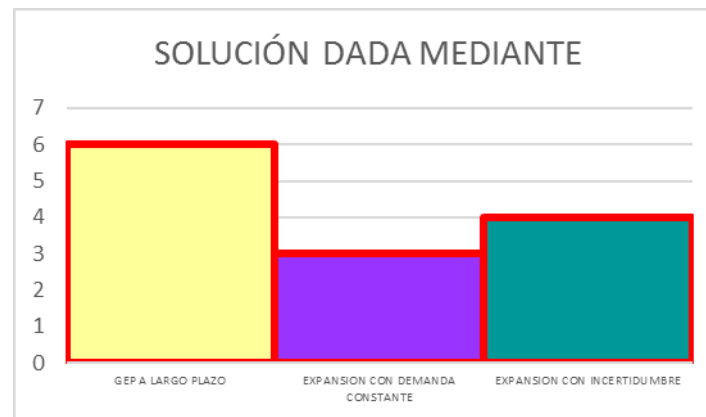


Figura 10: Indicadores de Estado del Arte - Solución

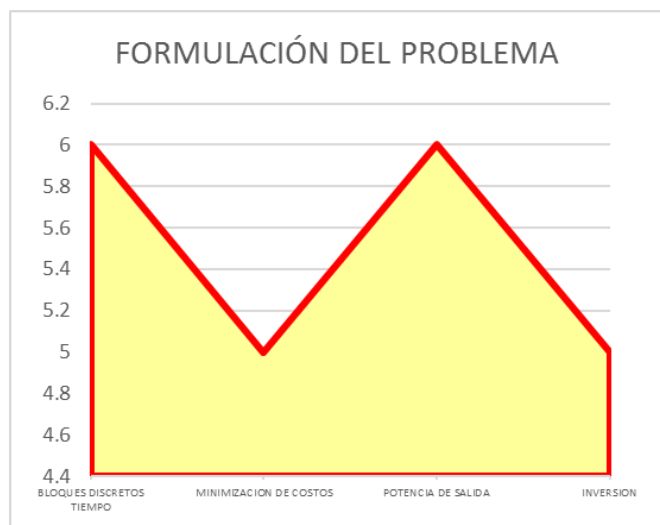


Figura 9: Indicadores de Estado del Arte - Formulación del Problema